

## СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.

- студентов геофизических специальностей ВУЗов – Санкт-Петербург, издательство Санкт-Петербургского государственного горного института имени Г.В. Плеханова (технического университета), 1997. – 285 с.
3. Обзор: Горизонтальное бурение занимает уже почти половину всех объемов [Электронный ресурс] // Интерфакс: сайт. – URL: <https://www.interfax.ru/business/656868> (дата обращения 25.10.2019) .
  4. Российский рынок сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года [Электронный ресурс] // Rogtec: сайт. – URL: <https://rogtecmagazine.com/%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9-%D1%80%D1%8B%D0%BD%D0%BE%D0%BA-%D1%81%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B6%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F-%D0%B3%D0%BE%D1%80%D0%B8/?lang=ru> (дата обращения 15.11.2019).

### ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

К.А. Котенко

Научные руководители доцент Ю.В. Колмаков, доцент Г.Г. Номоконова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

К настоящему времени степень выработанности запасов Западно-Сибирского нефтегазоносной провинции, одной из крупнейших в мире, по данным ИНГГ СО РАН приближается к 40%. В наибольшей степени оказались выработанными запасы самых крупных месторождений, в том числе на севере Западной Сибири: Медвежье 78%, Уренгой 68%, Ямбург 55% [3]. Основными газовыми запасами региона сосредоточены в пластах горизонта ПК1 (сеноманский ярус). Основанием для оптимизма является тот факт, что одиночными глубокими скважинами были вскрыты газоконденсатные и нефтяные проявления (до месторождений) в неокотских и юрских (горизонт Ю2-6) отложениях. Таким образом, выявление признаков нефтегазоносности глубинных горизонтов севера Западной Сибири является актуальной задачей.

Использование геофизических методов для решения этой задачи наиболее эффективно в связи с объективностью и цифровым характером геофизической информации, глубиной и опосредованностью ее получения. По сейсмическим данным уже выявлены некоторые признаки нефтегазоносности глубоких горизонтов Севера Западной Сибири – расположение месторождения в субвертикальной зоне аномально высоких пластовых давлений АВПД [2]. Задачей настоящих исследований является выявление геофизических признаков нефтегазоносности глубоких горизонтов по результатам геофизических исследований скважин ГИС.

Объектом исследования выбрано Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), расположенное в непосредственной близости к западу и северо-западу от Ямбургского, Уренгойского и Медвежьего месторождений. Месторождение многопластовое (от ПК1 до палеозоя), отличается оптимальным комплексом методов ГИС, опробованием горизонтов и удобным для анализа «жатым» разрезом. Сделан качественный и количественный анализ результатов ГИС по 6 скважинам различной продуктивности. Рассчитаны газонасыщенные  $h_g$  (ПК1) и нефтенасыщенные  $h_n$  (НП, Ю2-6) мощности горизонтов, сделан статистический анализ результатов ГИС по выше названным скважинам и горизонтам.

Основные выводы по результатам исследования заключаются в следующем.

- В пределах положительной структуры по отражающему горизонту границы юры и мела (глубина ОГ «Б» <2030 м) суммарная продуктивность самого верхнего, вскрываемого всеми скважинами региона, горизонта ПК1 и Ю2-6, наиболее продуктивного по нефти на Новопортовском НГКМ, практически одинакова.

Самая продуктивная по юре скв. 169 по ПК1 пустая, находящаяся за пределами структуры скв. 159 практически пустая по юре и мелу (табл.). Наблюдается увеличение тесноты линейной (отрицательной) связи ( $R^2$ ) в случае корреляции с глубинами ОГ «Б» параметров  $h_g$  ПК1 ( $R^2=0,41$ ) и суммы  $h_g$  ПК1 +  $h_{ng}$  Ю2-6 ( $R^2=0,76$ ). Происходит смена знака зависимости и тесноты связи между параметрами  $h_g$  ПК1 и  $h_{ng}$  Ю2-6 для всех скважин – положительная  $R^2=0,12$  и скважин в пределах структуры (без скважин 82 и 159) – отрицательная  $R^2=0,96$ . Следовательно, чем менее продуктивным будет в бурящейся скважине горизонт ПК1, тем более богатым нефтью следует ожидать горизонт Ю2-6.

Таблица

*Параметры, связанные с продуктивностью скважин и горизонтов (все – в метрах)*

Скважина	$h_g$ ПК1	$h_n$ Ю2-6	$h_g$ Ю2-6	$h$ покрышки Ю2-6	$h$ (ПК1+ Ю2-6)	Глубина ОГ «Б»
67	11,8	24,5	1,6	80	37,9	1987
82	2,7	1,5	0	40	4,2	2030
84	8,4	26,2	1,6	50	36,2	1990
145	19	0	23,9	70	42,9	1945
159	0	7	0	56	7	2010
169	0	25,6	7,8	35	33,4	1970

Выявленные признаки ГИС глубоких горизонтов в полной мере применимы для Новопортовского НГКМ или аналогичных ему месторождений. В любом случае можно ожидать, что прогноз нефтегазоносности глубоких горизонтов для газовых гигантов региона будет более успешным за пределами максимальной газопроductивности горизонта ПК1. Главное – в силу вышеотмеченных особенностей геофизической

информации для прогноза нефтегазоносности глубоких горизонтов месторождений по ПК1 можно использовать все ранее пробуренные скважины региона с ГИС.

- Статистические характеристики геофизических параметров пластов и покрышек горизонтов ПК1 и Ю2-6 повышают их узнаваемость по ГИС и, следовательно, могут служить дополнительным признаком при прогнозе нефтегазоносности глубоких горизонтов.

Геофизические параметры пластов и покрышек в целом согласованы. Значения ГК (радиоактивность) и ПЗ (удельное электрическое сопротивление) более высокие в горизонте Ю2-6, особенно в самой продуктивной по юре скважине 169. Именно по этой скважине наиболее обособлены поля точек ГК-ПЗ и для горизонта ПК1, особенно покрышки (рис.1). Индивидуальность петрофизической характеристики скважины 169 может служить признаком нефтегазоносности глубинных горизонтов в тех случаях, когда вскрытый горизонт ПК1 по данным ГИС оказался пустым.

В связи с косвенным характером геофизической информации, особенности взаимосвязи между геофизическими параметрами объективно указывают на причины их изменения (на соотношение причин). В терригенном разрезе Западной Сибири такими причинами являются изменения глинистости – песчаности, влияние коэффициентов нефтенасыщенности пластов, развитие процесса карбонатизации пород.

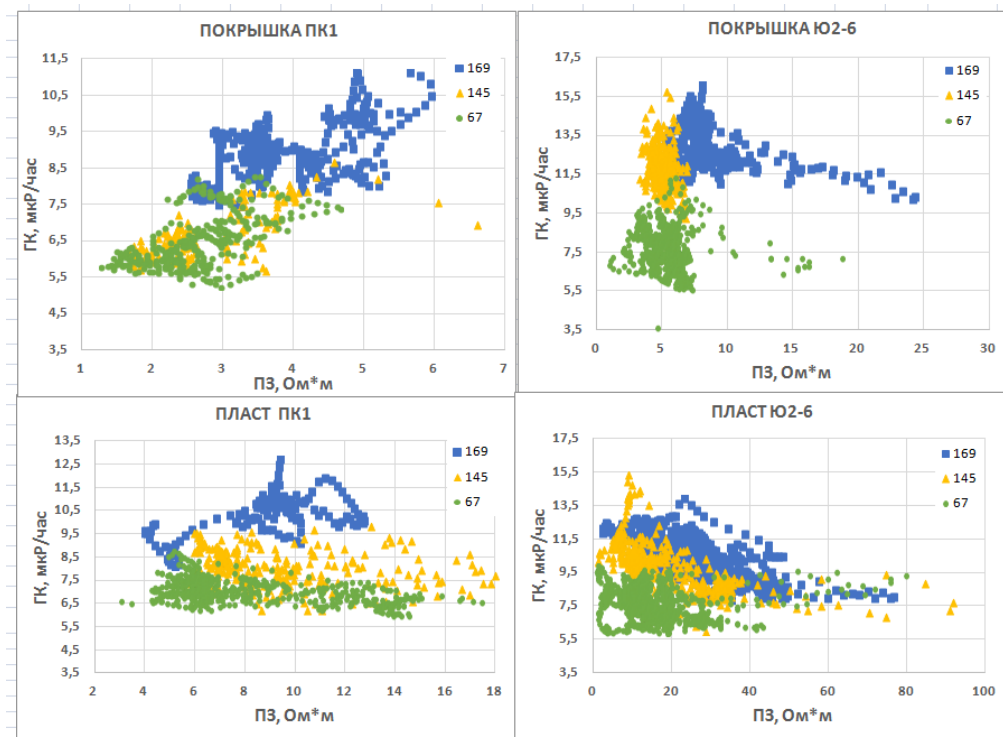


Рис.1 Соотношения радиоактивности (ГК) и удельного электрического сопротивления (ПЗ) покрышек и пластов основных изученных горизонтов в разрезах разных скважин

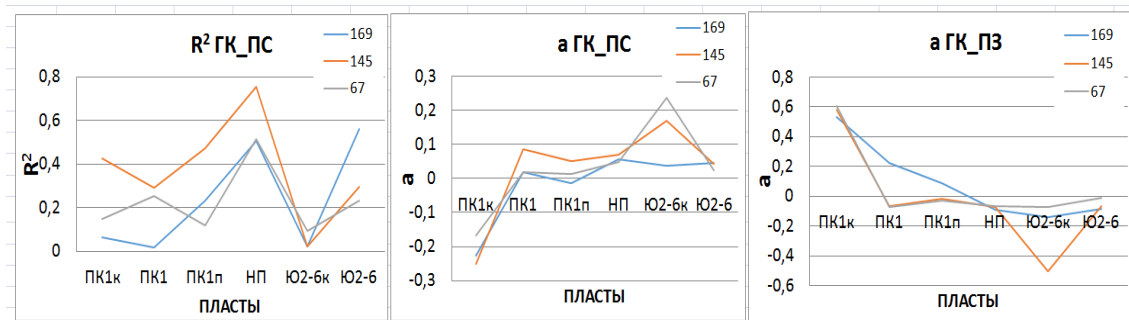


Рис.2 Статистические характеристики линейных зависимостей  $y=ax+b$  между показаниями различных методов ГИС для пластов и покрышек исследованных горизонтов

Карбонатизация, как правило, развивается в нефтеносных разрезах (в пластах и покрышках), в том числе и на Новопортовском НГКМ [1]. Карбонатизация существеннее, чем нефтенасыщенность, увеличивает удельное электрическое сопротивление и сильнее чем песчаность уменьшает радиоактивность. В то же время приведенные на рисунках 1 и 2 результаты статистических исследований указывают на существование в горизонте Ю2-6 и в горизонте ПК1 скважины 169 пород с повышенным сопротивлением и радиоактивностью.

## СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.

- Свойство терригенной горной породы обладать и высоким электрическим сопротивлением, и высокой радиоактивностью уникально и в Западной Сибири принадлежит только баженовской свите (горизонт Ю0, «сланцевая нефть») [4]. Какое отношение она имеет к похожим аномалиям в разрезе скважины 169, к горизонтам, расположенным выше и ниже баженовской свиты, эта задача требует специальных исследований.

### Литература

1. Бурков А.К. Геофизическая характеристика разреза месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. – Томск, 2017. – Т. 1. – С. 352-353.
2. Загоровский Ю.А. Связь флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью глубоких горизонтов на севере Западной Сибири // Экспозиция нефть газ. – 2016. – № 6. – С. 48-50.
3. Карнаузов С.М., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г. Эра сеноманского газа: «От рассвета до заката» // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – 2011. – С. 12-25.
4. Кудинов Ф. Г. Геофизические признаки нефтеносности баженовской свиты // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2015. – Т.1. – С. 331-333.

### ПЛОТНОСТЬ ГЛУБИННОГО ТЕПЛОВОГО ПОТОКА И ПЛОТНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**Д.С. Крутенко, М.Ф. Галиева**

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

**Введение.** Исследования Томской школы геотермиков развивают представление о геотермии как о нефтепоисковом методе [1, 2].

**Цель исследований** – на примере территории Томской области изучить закономерности изменения глубинного теплового потока и оценить корреляцию плотности нефтегазоносности и глубинного теплового потока.

**Краткая характеристика объекта исследований.** Территория исследования включает западную часть Томской области, в которой сосредоточено большинство месторождений региона. По отложениям платформенного чехла исследуемый район находится в зоне развития четырех структур первого порядка: Нюрольской и Усть-Тымской мегападин, Среднеасяганского мегавала и Парабельского мегавыступа. Восточная граница территории исследования совпадает с восточной границей Усть-Тымской мегападины и Бакчарской мезопадины.

Баженовская свита является источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК) по всей территории исследования. Для Нюрольской и Усть-Тымской мегападин, вместе с тем, характерна нефтегенерирующая тогурская свита с рассеянным органическим веществом (РОВ) гумусово-сапропелевого типа, служащая материнской толщей для нижнеюрского и доюрского НГК [1].

**О методике исследования.** Авторами впервые была построена карта теплового потока Томской области (рис.). При построении этой карты были использованы значения теплового потока, полученные авторами [2], а также расчетные значения из предшествующих работ [1 и др.]. Для построения карты использовалось 200 значений плотности глубинного теплового потока в поисково-разведочных, опорных и параметрических скважинах на территории исследования. Все значения теплового потока получены методом палеотемпературного моделирования.

Глубинный тепловой поток определяется решением обратной задачи геотермии средствами программного комплекса 1D бассейнового моделирования. Для решения обратной задачи геотермии используются в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и термограммы выходящих скважин (метод ОГТ), а также геотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита (ОСВ). Для каждой скважины строится модель с учетом «местного» векового хода температур земной поверхности, литологии, времени накопления и мощности свит. Замеры пластовых температур преимущественно приурочены к юрским отложениям. Расчетная модель распределения тепла в осадочном разрезе оптимально согласуется с «наблюденными» значениями, на уровне  $\pm 2^\circ\text{C}$ .

**Результаты.** Из отрицательных аномалий наиболее крупными являются три: в центральной части карты между двумя положительными аномалиями (скважина Сел1), аномалия в восточной части карты, протягивающаяся от скважины Чар190 до В360, а также аномалия в южной части карты, расположенная к югу от крупной положительной аномалии, вокруг Южно-Табаганского месторождения (скважина Ю-Т130). Остальные отрицательные аномалии сформированы вокруг скважин: на севере – Х1, на юге – Дв-15, СА-1, на юго-востоке Нью-1, Сел4.